Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik

Wolfram Krewitt
Michael Nast
Joachim Nitsch

Kurzfassung

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Institut für technische Thermodynamik
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

Stuttgart, März 2005

Die Untersuchung wurde angeregt durch die Evaluierung des Programms „Erneuerbare Energien“ der Helmholtz-Gemeinschaft und durch Diskussionen im Direktorium des ForschungsVerbundes Sonnenenergie (FVS). Gleichzeitig bildet sie ein Element der Szenarienanalysen der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik zur zukünftigen Entwicklung der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien und zu ihrer schrittweisen Integration in nationale und überregionale Energieversorgungssysteme.

Eine wichtige Basis für den technologischen Teil der Studie stellte die Auswertung eines Fragebogens dar, der im Juli 2004 an verschiedene Institute des FVS verschickt wurde. Für die sorgfältige Beantwortung der zahlreichen Fragen sowie für weitere Hinweise und Informationen danken die Autoren herzlich. Die an der Fragebogenaktion beteiligten Institute waren:

- **Forschungszentrum Jülich**
  Institut für Photovoltaik
  52425 Jülich

- **Fraunhofer-Gesellschaft**
  Institut für Solare Energiesysteme
  Heidenhofstr. 2
  79110 Freiburg

- **Hahn-Meitner-Institut**
  Glienickerstr. 100
  14109 Berlin

- **Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung**
  Baden-Württemberg
  Industriestr. 6
  70565 Stuttgart

- **Institut für Solarenergieforschung**
  Am Ohrberg 1
  31860 Emmerthal

Die Angaben aus den Fragebögen flossen in zusammengefasster Form in die Untersuchung ein, Einzeldaten sind nicht Bestandteil dieser Studie. **Alle Ergebnisse und Schlussfolgerungen verantworten die Autoren dieser Studie.**

Kurzfassung

Inhaltsverzeichnis

1. Entwicklung der globalen Stromversorgung und mögliche Beiträge erneuerbarer Energien (EE) 4
2. Ausbauszenarien für die Fotovoltaik 5
3. Anwendungspotenziale und anlegbare Strompreise 6
4. Technische Entwicklungsperspektiven der Fotovoltaik 8
5. Kurz- bis mittelfristige Marktentwicklung 11
6. Zukünftige Kostenentwicklung auf der Basis von Lernkurven 14
7. Lernkosten des PV-Ausbaus und mögliche Break-even Zeitpunkte 15
8. Volkswirtschaftliche Wirkungen 16
9. Rahmenbedingungen zur Stabilisierung des Wachstums 17

1. Entwicklung der globalen Stromversorgung und mögliche Beiträge erneuerbarer Energien (EE).

Die globale Stromerzeugung betrug im Jahr 2002 rund 16 070 TWh/a und wächst derzeit stetig mit etwa 2,5 %/a. EE haben daran mit 18,2% einen deutlich höheren Anteil als am gesamten Primärenergieverbrauch (4,5% ohne nichtkommerzielles Brennholz). Nach Kohle und Erdgas ist die Wasserkraft mit rund 700 GW Leistung und einem Anteil von 16,2 % an der gesamten Stromerzeugung etwa gleichauf mit der Kernenergie. Alle übrigen EE liefern dagegen erst 2 % der Weltstromerzeugung. Die globale Stromproduktion aus EE beläuft sich insgesamt auf 2 900 TWh/a (90% davon aus Wasserkraft).

Auch in absehbarer Zukunft wird der wesentlichste Beitrag von EE im Stromsektor liegen. Alle aktuell vorliegenden Szenarien gehen noch von deutlichen Zuwächsen des globalen Stromverbrauchs aus. Aus einer größeren Anzahl vorliegender Szenarien lassen sich drei Kategorien zukünftiger Entwicklungspfade im Strombereich ableiten. Sie unterscheiden sich hinsichtlich der Höhe des Stromverbrauchs weniger stark als in der Einschätzung des zukünftigen Beitrags der EE. Der in **Abb. 1** dargestellte Referenzverbrauch (25 700 TWh/a in 2020; 40 500 TWh/a in 2050) kann daher als repräsentativ angesehen werden. Die Szenarienkategorie A kann hinsichtlich des EE-Beitrags als Referenzentwicklung bezeichnet werden mit relativ niedrigen Anteilen um **27%** im Jahr 2050 und hohen Beiträgen fossiler und nuklearer Energie. Kategorie B setzt auf ein starkes Wachstum sowohl der EE als auch der Kernenergie. Die Anteile der EE steigen auf nahezu 40% im Jahr 2050. Kategorie C gibt den EE klaren Vorrang bei geringem oder verschwindendem Beitrag der Kernenergie. Die Anteile der EE steigen auf rund **70%** im Jahr 2050.

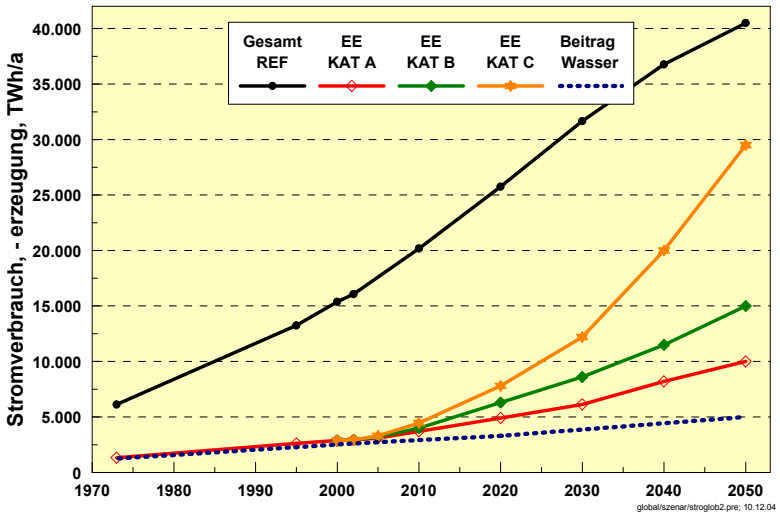


Abb. 1: Korridor des Beitrags erneuerbarer Energien (Szenarienkategorien A, B und C) an der globalen Stromversorgung bis 2050 (Referenzentwicklung) und Berücksichtigung des noch möglichen Beitrags der Wasserkraft.

Unter Berücksichtigung der Potenziale und der technologischen Reife aller „neuen“ EE-Technologien der Stromerzeugung (Wind, moderne Biomasse, Erdwärme, Wellenenergie) und unter Beachtung der nur noch begrenzt mobilisierbaren Wasserkraft, können näherungsweise auch die potentiellen Marksegmente der Stromerzeugung aus Strahlungsenergie abgeschätzt werden. Sie liegen im Jahr **2050** minimal (Kategorie A) bei etwa **1 500 TWh/a** und erreicht in den Szenarien der Kategorie C maximale Werte um **10 000 TWh/a**. Damit sind bei weitem noch nicht die rein technischen Potenziale einer solaren Stromerzeugung ausgeschöpft. Eine exemplarische Rechnung für die Fotovoltaik ergibt, dass auf 75 000 km² einstrahlungsreicher Fläche (= 0,05% der globalen Landfläche) der heutige Weltstrombedarf gedeckt werden könnte. Angesichts eines heutigen Beitrags der solaren

Strahlung an der Stromerzeugung von lediglich 6 TWh/a wird mit obigen Angaben aber mit großer Sicherheit die bis 2050 erreichbare **Obergrenze** markiert, geht es doch darum, diesen Beitrag bis 2050 auf das 250- fache bis 1600 – fache zu steigern.

2. Ausbauszenarien für die Fotovoltaik

Aus obigen Szenarienkategorien lassen sich, u. a. unter Berücksichtigung der zukünftig zu erwartenden Konkurrenz zu solarthermischen Kraftwerken, drei Hauptszenarien für die zukünftige globale Entwicklung der Fotovoltaik ableiten, die eine minimale (MIN), eine mindestens anzustrebende bzw. wünschenswerte (SEE) [1] und eine maximale Marktentwicklung (MAX) charakterisieren. Zwei weitere Szenarien, ein pessimistisches (PESSM) und ein Extremausbau (EXTREM) runden den Szenarienfächer ab. Die charakteristischen Kenndaten der drei Hauptszenarien sind in Tabelle 1 für die Jahre 2010 bis 2050 zusammengefasst. Die potentielle energiewirtschaftliche Bedeutung der Fotovoltaik kann an ihren Marktanteilen im Jahr 2050 abgelesen werden. Im Szenario SEE nimmt die Fotovoltaik mit 8,6% in 2050 (bzw. 11,5% bei insgesamt effizienterer Stromnutzung) einen energiewirtschaftlich relevanten Anteil im Umfeld aller dann deutlich angewachsenen EE ein. Mit rund 2 500 GW kumulierter Leistung in 2050 erfordert diese Zielsetzung die 1000-fache installierte Leistung von heute. Im Szenario MAX könnte der Beitrag der Fotovoltaik in 2050 sogar auf 21% steigen.

Tabelle 1: Kenndaten von drei PV-Ausbauszenarien unter Berücksichtigung der gesamten Stromnachfrage, des Anteils der EE und der Konkurrenzsituation mit solarthermischen Kraftwerken (mittlere Einstrahlung Modulebene 1 770 kWh/m²a, mittlerer Systemjahresnutzungsgrad 2050 = 16,8%)

PV-Szenarien	2003	2010	2020	2030	2040	2050
MIN						
- jährl. install. Leist. GWp/a	0,68	4,5	14,3	21,3	29,9	39,6
- Wachstum *), %/a	25,0	27,0	11,6	4,0	3,4	2,8
- kum. Leistung, GWp	2,88	19,5	120,3	314,6	511,4	708,0
- Energie, TWh/a	3,8	27	170	445	723	1000
- Anteil, % **)	0,023	0,14	0,66	1,44	1,99	2,47
SEE						
- jährl. install. Leist. GWp/a	0,68	5,4	29,6	59,6	102,2	142,2
- Wachstum, %/a	25,0	29,7	17,0	7,0	5,4	3,3
- kum. Leistung, GWp	2,88	21,2	199,5	775,0	1617,7	2477,0
- Energie, TWh/a	3,8	30	282	1096	2287	3501
- Anteil, % **)	0,023	0,15	**1,09**	3,55	6,29	**8,64**
- Anteil an SEE-Verbr.***)	0,023	0,16	1,29	4,41	8,26	11,48
MAX						
- jährl. install. Leist. GWp/a	0,68	5,8	60,2	163,5	253,9	336,6
- Wachstum, %/a	25,0	30,7	23,4	10,0	4,4	2,8
- kum. Leistung, GWp	2,88	22,4	301,7	1915,7	4174,3	6015,0
- Energie, TWh/a	3,8	31	426	2708	5900	8502
- Anteil, % **)	0,023	0,16	1,65	8,78	16,23	20,99

*) Spalte "2003" Zeitraum 1993-2003; Spalte "2010" Zeitraum 2003-2010
**) an Stromerzeugung Referenz (40,5 TWh in 2050)
***) an Stromerzeugung Szenario SEE (30,5 TWh/a in 2050)

[1] Das Szenario SEE („Solar Energy Economy“) beschreibt eine optimistisch-realistische Entwicklung der EE. Hinsichtlich der kumulierten Leistung der PV bis 2020 entspricht es etwa dem neuen Szenario „Solar Generation“ von EPIA/Greenpeace (Oktober 2004)

Die entscheidenden Wachstumsimpulse zur Erreichung obiger Ausbauziele im Bereich der Szenarien SEE und MAX müssen im Zeitraum bis 2020 erfolgen. Von einem erfolgreichen Wachstum der Photovoltaik im Rahmen der globalen Energiemärkte kann nur gesprochen werden, wenn spätestens um das Jahr **2020 die 1%-Anteilmarke** überschritten wird. Dazu gehört zu diesem Zeitpunkt ein jährlicher globaler Marktumsatz von **mindestens 30 000 MW_p/a** und eine kumulierte Leistung von rund **200 GW_p**. Um diesen Markt zeitgerecht zu erreichen, muss der Weltmarkt bis **2010** auf einen Umsatz von über **5 000 MW_p/a** steigen, also in den nächsten Jahren weiterhin um durchschnittlich 30%/a wachsen und auch in der Dekade 2010-2020 hohe Wachstumsraten beibehalten.

3. Anwendungspotenziale und anlegbare Strompreise

Die Kosten der Stromerzeugung mit PV-Anlagen hängen wesentlich von der Einstrahlung auf die Modulfläche ab. Die Jahressumme der Einstrahlung variiert weltweit um etwa einen Faktor zwei. Als globaler Mittelwert lässt sich ein Wert von 1 770 kWh/m²/a ableiten. Die anlegbaren Preise hängen von den konkurrierenden Stromerzeugungstechnologien ab. In den großen Verbundnetzen der industrialisierten Staaten sind die Einsparungen an fossilen Brennstoffen und ggf. Kraftwerksleistung aufgrund von PV-Strom geringer als in Inselnetzen, wo der durch Fotovoltaik ersetzte Strom mittels Dieselaggregaten und hohen Kosten für den Kraftstoff erzeugt werden muss. Die höchsten anlegbaren Kosten ergeben sich bei der Versorgung von Objekten, bei denen sich ein Anschluss an bestehende Netze aus wirtschaftlichen Gründen nicht lohnt oder nicht sinnvoll ist. Zwischenformen der Anwendung ist die Einspeisung in „schwache" Verbundnetze (große Netzlängen, geringe Abnehmerdichte) zur Entlastung anderer dezentraler Kraftwerke. Strukturanalysen führen zu den in Tabelle 2 dargestellten Potenzialen für diese drei kostengünstigen Anwendungskategorien in Höhe von insgesamt knapp **700 GW_p**, was 11% des im Szenario MAX erwarteten Ausbaupotenzials im Jahr 2050 entspricht.

Tabelle 2: Globale Ausbaupotenziale kostengünstiger Anwendungen am PV-Markt

	Max. Ausbaupotenzial (GWp)	Anteil am PV-Markt 2050 des Szenarios MAX (%)
1. Netzferne Anwendungen	**85**	1,4
- davon Solar Home Systeme	50	
- gewerbliche Anwendungen	20	
- Wohnbereich industr. Länder	15	
2. Inselnetze	**120**	2,0
3. Unterstützung dezentraler Kraftwerke in „schwachen" Verbundnetzen	**485**	8,0
Summe	**690**	**11,4**
Gesamtpotenzial MAX 2050	6015	100
„Rest" = Netzeinspeisung	5325	88,6

Die Vorleistungen, welche erforderlich sind, um PV gegenüber anderen Optionen der Stromerzeugung wirtschaftlich zu machen, sind beachtlich (vgl. Abschnitt 7). Es ist daher sinnvoll, diese „Lernkosten" dadurch zu verringern, dass die oben genannten Anwendungen, in denen teilweise bereit heute die Fotovoltaik die wirtschaftlichste Art der Strombereitstellung ist, besonders rasch zu erschließen. Die dazu erforderlichen Leistungen sind zwar, verglichen mit der heute installierten PV-Leistung, beträchtlich, gemessen an der insgesamt zu installierenden Leistung der Fotovoltaik als relevante Energietechnologie (Szenarien SEE bis MAX) sind es jedoch eher geringe Anteile des insgesamt erforderlichen PV-Marktvolumens. Die mögliche Reduktion von Markteinführungskosten hält sich daher in Grenzen, für eine stabile und kontinuierliche Marktentwicklung sind diese Marksegmente jedoch von großer Bedeutung. Derzeit weisen allerdings die am Markt zu beobachtenden Tendenzen in die gegenteilige Richtung: Der Anteil der netzfernen Anwendungen hat in den letzten Jahren

zugunsten von netzgekoppelten Anlagen erheblich abgenommen. Einer gegenüber dem allgemeinen Wachstum des PV-Markts **zusätzlich beschleunigte Entwicklung** derjenigen Märkte, in welchen die Fotovoltaik der Wirtschaftlichkeitsschwelle besonders nahe kommt, stehen teilweise erhebliche Hemmnisse entgegen. Ein Haupthemmnis ist die Notwendigkeit, in den zumeist ärmeren Regionen der Erde die entsprechend wirksamen (insbesondere staatlichen) Finanzierungsprogramme für eine massive Einführung dieser Anwendungen zu etablieren. Unabhängig von der anzustrebenden Beseitigung dieses Hemmnisses muss die wesentliche Dynamik des zukünftigen Marktwachstums von netzgekoppelten Anwendungen kommen.

Unter Berücksichtigung obiger Marksegmente lassen sich die zukünftig vermiedenen Kosten einer konkurrierenden Stromerzeugung abschätzen, deren Verlauf mit maßgebend für die Ermittlung der zur Markteinführung der PV erforderlichen Lernkosten ist (Tabelle 3). Der Fotovoltaikmarkt wird hinsichtlich der Technologieentwicklung, der Produktionsvolumina und der resultierenden Modul- und Anlagenkosten näherungsweise als einheitlicher globaler Markt betrachtet auf den als Ganzes auch das Lernkurvenmodell angewandt wird. Deshalb wird hier auch „nur“ ein globaler Mittelwert der vermiedenen Kosten betrachtet. Er liegt heute bei **6,7 ct/kWh$_{el}$** und ist infolge der Differenzierung in 4 Marktsegmente um etwa 11% höher als es eine Betrachtung der Netzeinspeisung allein ergäbe. Dadurch wird die bereits heute vorhandene teilweise Wirtschaftlichkeit der PV in den o. g. Marktsegmenten berücksichtigt.

Tabelle 3: Vermiedene Kosten der konventionellen Stromversorgung in verschiedenen Marktsegmenten der Fotovoltaik und resultierender globaler Mittelwert (in €$_{2004}$/kWh$_{el}$)

	Netzeinspeisung Mittelspannung	Unterstützung dezentraler KW	Inselnetze	Netzferne Anwendungen	**Mittelwert**
A) Preisszenario „Mäßiger Klimaschutz“					
2000	0,050	0,050	0,109	0,50	**0,057**
2004	0,061	0,063	0,114	0,45	**0,067**
2010	0,065	0,068	0,123	0,25	**0,069**
2020	0,068	0,074	0,131	0,22	**0,071**
2030	0,072	0,081	0,140	0,20	**0,076**
2040	0,076	0,091	0,154	0,20	**0,081**
2050	0,082	0,101	0,171	0,20	**0,087**
B) Preisszenario „Wirksamer Klimaschutz“					
2000	0,050	0,050	0,109	0,50	**0,057**
2004	0,061	0,063	0,114	0,45	**0,067**
2010	0,065	0,068	0,123	0,25	**0,069**
2020	0,070	0,076	0,135	0,22	**0,074**
2030	0,078	0,088	0,152	0,20	**0,082**
2040	0,086	0,103	0,174	0,20	**0,091**
2050	0,096	0,118	0,199	0,20	**0,101**

Dem Preispfad A liegen aus heutiger Sicht eher mäßige Preisanstiege fossiler Energien bis 2050 zu Grunde. Die mittleren vermiedenen Stromkosten eines verstärkten PV-Ausbaus steigen daher insgesamt ebenfalls relativ gering auf 8,7 ct/kWh$_{el}$ im Jahr 2050. Die deutliche Einführung von EE stellt aber eine sehr weitgehende Klimaschutzmaßnahme da. Der Vergleich nach Preispfad A unterschätzt den ökologischen Nutzen eines verstärkten PV-Ausbaus und führt zu überhöhten Einführungskosten, da die vermiedenen Kosten des durch einen PV-Ausbau bewirkten Klimaschutzes nur unzureichend berücksichtigt sind. In einem **Preispfad B** werden daher die vermiedenen Stromkosten bei deutlich verstärkten Klimaschutzbemühungen ermittelt. Hier wird von steigenden CO_2-Vermeidungskosten bis zu 50 €/t CO_2 im Jahr 2050 ausgegangen. Dies führt zu mittleren vermiedenen Stromkosten im Jahr 2050 von ca. **10 ct/kWh$_{el}$**, also dem 1,5-fachen der heutigen vermiedenen Stromkosten, die den Gestehungskosten der Fotovoltaik gegenüberzustellen sind. Dieser Wert kann, ange-

sichts des hohen Nutzens von EE-Technologien hinsichtlich Klimaschutz, Ressourcenschonung und internationaler Zusammenarbeit (Stichwort: externe Kosten) als eher konservativ bezeichnet werden

4. Technische Entwicklungsperspektiven der Fotovoltaik[2]

Wirkungsgrade

Eine weitere Steigerung der Wirkungsgrade kann zukünftig für alle Arten von PV-Zellen und -Modulen erwartet werden. Die Entwicklung zielt bei mono-Si auf eine Annäherung der in der Massenproduktion erreichten Wirkungsgrade an die Laborwerte. Bei Zellen aus multikristallinem Silizium (multi-Si) wird zusätzlich versucht, die den Wirkungsgrad beeinträchtigenden Effekte an den Korngrenzen zwischen den Kristallflächen zu minimieren. Auch bei CIS-Modulen und Dünnschicht-Si-Modulen wird mit deutlichen Verbesserungen gerechnet. Mittelfristig dürfte der bisherige Abstand zu den Modulen aus mono-Si in etwa erhalten bleiben, langfristig kann auch für Dünnschichtzellen mit einem zunehmendem Verständnis der komplexen physikalischen Wirkungsmechanismen gerechnet werden und in der Folge mit einer gezielten Verbesserung der Herstellungsprozesse. Die Dünnschichtmodule können hierdurch weiter aufholen (Tabelle 4)**.** Allein durch die Erhöhung der Wirkungsgrade können die PV-Kosten um den Faktor 1,7-1,8 gesenkt werden, wenn diese Verbesserung nicht zu Lasten der flächenbezogenen Produktionskosten geht. Dies ist ein wichtiger Beitrag zur insgesamt notwendigen Kostenreduktion. Es zeigt sich aber auch, dass eine Verbesserung des Wirkungsgrads allein nicht ausreichen wird, um die langfristig anzustrebende Kostenreduktion um den Faktor Vier zu erreichen.

Tabelle 4: Charakteristische Wirkungsgrade von Solarzellen und –modulen unter Standardbedingungen

	Siliziumtechnologie			CIS	
	mono-Si	multi-Si	Dünnschicht (Tandem)	$CuInSe_2$	$CuInS_2$
Laborzellen					
kleinflächig (ca. 1 cm²)	24,7%	20,3%	11-12%	19,3%	13%
großflächig (ca. 150 cm²)	21,5%	17,6%	-	-	-
Modulproduktion heute					
erreichte Bestwerte	17%	14,5%	8-9% (Prototyp)	12%	-
Typische bis gute Werte	13,5%	13%	-	11%	8,5% (projektiert)
Modulproduktion, Zukunft					
in ca. 10 Jahren	20%	18%	9-12%	15%	15%
in ca. 30 bis 40 Jahren	**22%**	**22%**	**-**	**20%**	**-**

Erreichbare Kostenuntergrenzen

Die Preise für PV-Anlagen sind im letzten Jahrzehnt weltweit deutlich zurückgegangen. Typische Anhaltswerte für die derzeitigen Systemkosten liegen je nach Anlagengröße für netzgekoppelte Anlagen zwischen 4 und 6 €/W_p; der Anteil der Modulkosten beträgt 50 – 60%, der des Wechselrichters liegt bei 10%; der Rest verteilt sich auf Unterbau, Montage, Planung, Vertrieb u. ä. Die Analyse der Konkurrenzsituation im Energiemarkt zeigt, dass **Systemkosten um 1 €/W_p** erforderlich sein werden, um im energiewirtschaftlich relevanten Umfang in der Energieversorgung Fuß fassen zu können und die Vorleistungen für eine breite Markteinführung in vertretbaren Grenzen zu halten, (vgl. Abschnitt 7). Unter Berück-

[2] Die folgenden Angaben beruhen in wesentlichen Teilen auf der Auswertung der Fragebögen, die im Verlauf dieser Untersuchung an die einschlägigen Institute des Forschungsverbunds Sonnenergie verschickt wurden.

sichtigung der typischen Kostenstrukturen sind damit **Modulherstellkosten um 0,5 €/W_p** anzustreben. Heute liegen die niedrigsten Werte für die Herstellungskosten kristalliner Siliziummodule bei etwa 2 €/W_p. Die aus der Befragung sich ergebenden möglichen Kostenuntergrenzen für die verschiedenen PV-Technologien streuen zwischen 0,3 und 1,1 €/W_p. Die höheren Kosten beziehen sich dabei auf konkret durchgerechnete Fabrikationsanlagen – sind also eher als mittelfristige Kosten anzusehen - während der untere Bereich des Kostenbandes auf eher langfristig erreichbare Kosten nach Durchlaufen der vollen Lernkurve verweist.

Neben der noch möglichen Steigerung des Zellenwirkungsgrads spielen auch die Entwicklung der Materialkosten, der Arbeitskosten und die Kosten bzw. Abschreibung der Produktionsanlagen eine wichtige Rolle zur Erreichung der angestrebten Kostenuntergrenze. Durch zunehmende Größe der Produktionsanlagen und Automatisierung lassen sich, bei gegebener PV-Technologie, die Arbeits- und Abschreibungskosten schneller als die Materialkosten reduzieren. Daher sind die Materialkosten für die Bestimmung von Kostenuntergrenzen wesentlich. Derzeit liegen sie sowohl bei kristallinen Si-Zellen als auch für Dünnschichtzellen bei 1 €/W_p. Bei allen PV-Technologien müssen sich daher die F&E-Anstrengungen in erheblichem Ausmaß auch auf eine weitere **Reduktion des Materialeinsatzes** konzentrieren. Zusammenfassend kann es nach Einschätzung der Experten auch zu einer Unterschreitung der für die Herstellungskosten genannten Benchmark von 0,5 €/W_p für das Modul kommen. Der technische Weg, wie diese Kostensenkungen erreicht werden können, ist allerdings noch weitgehend offen. Sicher ist, dass sie noch nicht mit der nächsten Generation von Produktionsanlagen erreicht werden können.

Eine konkurrenzfähige Netzeinspeisung von PV-Strom bedarf bei allen Technologien noch erheblicher technologischer Fortschritte in der Modulfertigung, eine stufenweise Umsetzung in die entsprechenden Produktionstechniken bei stetig wachsender Größe der Produktionsanlagen. Damit das Ziel von 1 €/W_p Systemkosten erreichbar wird, sind Kostensenkungen um den Faktor 4 auch bei den übrigen Anlagekomponenten und bei den Installationsverfahren erforderlich.

Materialbedarf

Silizium ist zwar kein knapper Rohstoff, das als Ausgangsprodukt für Solarzellen erforderliche reine Rohsilizium muss allerdings aufwändig und energieintensiv bereitgestellt werden. Mit den angestrebten hohen Wachstumsraten der Fotovoltaik muss also auch der Aufbau neuer Produktionskapazitäten an Rohsilizium Schritt halten, wenn keine Engpässe oder unvorteilhaft hohe Preisanstiege eintreten sollen. Der derzeitige Gesamtbedarf an hochreinem Rohsilizium für die Solarzellenindustrie liegt bei rund 12 000 t/a. Das Dreifache wird derzeit noch von der Elektronikindustrie benötigt. Die bisher übliche Nutzung von weniger reinem „Abfall"-Silizium aus der Elektronikindustrie für solare Zwecke ist mit einem dynamisch wachsenden PV-Markt nicht mehr vereinbar. Bei den derzeitigen und auch in Zukunft erforderlichen Wachstumsraten des PV-Marktes wird trotz der noch als erreichbar angesehenen Reduktion des spezifischen Siliziumbedarf von derzeit 12 – 15 kg/kW_p auf mittelfristig 6 - 7 und langfristig auf nur 2 kg/kW_p die Nachfrage nach Rohsilizium bereits in naher Zukunft beträchtlich steigen (Tabelle 5).

Tabelle 5: Bedarf an Rohsilizium bis 2020, um das Wachstum des globalen PV-Marktes gemäß Szenario SEE zu befriedigen

	2004	2006	2008	2010	2015	2020
Spez. Verbrauch, kg/kWp	13,0	12,0	11,0	10,0	8,0	6,5
Bedarf Rohsilizium, 1000 t/a	**12,6**	**21,0**	**34,7**	**55,7**	**129,4**	**189,0**
Anteil am Gesamtmarkt 2004, %	23	38	80	128	300	435

Ersichtlich ist, dass spätestens in 2010 die erforderlichen Produktionskapazitäten das Volumen des derzeitigen gesamten Weltmarktes für Rohsilizium übertreffen wird und im Jahr

2020 das Fünffache dieses Wertes bzw. das Fünfzehnfache des derzeitigen Marktes an „Solarsilizium“ betragen wird. Sollen knappheitsbedingte Preissteigerungen vermieden werden (derzeitiger Preis für Rohsilizium um 32 US $/kg) müssen in den nächsten Jahren größere „Solar grade“ – Produktionsanlagen errichtet werden.

Indium wird – in stark wachsendem Ausmaß – hauptsächlich für die Herstellung von LCD-Bildschirmen eingesetzt, der gesamte Jahresumsatz liegt derzeit bei 400 t/a, davon sind 330 t/a Primärindium. CIS-Zellen benötigen derzeit etwa 6 g/m² Indium. Die noch mögliche Reduktion wird mit Werten zwischen 1,2 und 5,2 g/m² sehr unterschiedlich eingeschätzt. Bliebe es bei dem oberen Wert, so würden bei einem größerer Anteil von CIS am Gesamtmarkt (z.B. 10% in 2050 am Szenario SEE entsprechend 14 GW_p/a) dazu rund 500 t Indium jährlich benötigt. Beim unteren Wert sinkt die Nachfrage dagegen auf 85 t/a. Während diese Menge bereits beim jetzigen Marktvolumen bereitstellbar wäre - allerdings nur dann, wenn sich die Nachfrage für Bildschirme in Grenzen hält – ist für die Bereitstellung der oberen Menge der Indiummarkt deutlich zu erweitern, was aber ressourcenseitig ohne Probleme möglich ist.. Kostenseitig stellt der Indiumbedarf auch bei steigenden Kosten (derzeit 600 US $/kg) kein gravierendes Hemmnis dar.

Technologische Weiterentwicklungen

Für alle bisher kommerziell gehandelten Solarmodule und PV-Anlagen müssen für alle Kostenpositionen (Beschaffung der Ausgangsmaterialien, Zellen- und Modulherstellung, Wechselrichter, Montage, Vertrieb) noch kostengünstigere Lösungen gefunden werden. Anderenfalls wird es der PV schwer fallen, sich in energiewirtschaftlich relevantem Maßstab durchzusetzen. Für die verschiedenen Zell- und Modultypen gibt es mehrere Bereiche, in denen vordringlich weitere Verbesserungen und Kostenreduktionen durch geeignete F&E – Aktivitäten und/oder durch entsprechende Investitionen in effektivere und größere Fertigungsanlagen erreicht werden sollte .

Si-Wafer-Technologien:

- Die Bereitstellung von kostengünstigem Ausgangsmaterial kann sich kurzfristig als drohender Engpasses erweisen. Der Aufbau neuer Produktionsanlagen zur Herstellung von „solar grade“ Silizium muss daher sehr zügig erfolgen, um den stark wachsenden Bedarf an „solar grade“ Silizium in einigen Jahren zu akzeptablen Preisen decken zu können.
- Eine weitere Reduktion des Materialbedarfs ist notwendig. Geringere Mengen des reinen Ausgangsmaterials werden benötigt, wenn die Si-Wafer als Bänder oder Platten direkt aus einer Siliziumschmelze gezogen werden. Bei diesen Technologien werden allerdings noch nicht die gleichen Wirkungsgrade wie bei den gesägten Wafern erreicht. An weiteren Verfahren zur Materialeinsparung, welche möglicherweise einen gleitenden Übergang zu Dünnschichttechnologien ermöglichen, wird gearbeitet.
- Für sehr dünne Wafern müssen wirksame Lichtleittechniken („light trapping“) eingesetzt werden, damit nahezu jedes auf die Zelle auftreffende Photon absorbiert wird und ein Elektron-Loch-Paar erzeugt.
- Flexible (sehr dünne) Wafer erleichtern das Handling. Es verbleibt aber der Aufwand, in jedem Modul mehrere Wafer zu positionieren und miteinander zu verbinden.

Dünnschichttechnologien:

- Jede neue Anlage zur Fertigung von Dünnschichtzellen ist derzeit noch ein Unikat. Im Fertigungsbetrieb erkannte Verbesserungsmöglichkeiten können sich erst wieder in der nächsten Anlagengeneration auswirken. Ein sehr rascher Aufbau weiterer Produktions-

kapazitäten in kurzen Abständen verkürzt den Zeitbedarf für die Umsetzung von Fertigungsverbesserungen.

- Gegenüber den kristallinen Siliziumzellen fehlt bei den Dünnschichtzellen noch ein besseres Verständnis der Prozesse, welche bei der photoelektrischen Stromerzeugung in den Materialien ablaufen. Gezielte Verbesserungen und Kostensenkungen würden erheblich erleichtert, wenn hier deutliche Erkenntnisfortschritte gemacht werden könnten.
- Für a-Si ist die Langzeitstabilität des Wirkungsgrades noch nicht hinreichend gesichert (Stäbler-Wronski-Effekt). Durch eine teilweise Kristallisation des amorphen Materials kann diesem Problem begegnet werden. Die dafür deutlich zu steigernden Abscheideraten konnten im Labormaßstab bereits erzielt werden, bedürfen aber noch der Umsetzung in den industriellen Fertigungsmaßstab
- Zellen aus III-V-Halbleiterschichten (z.B. GaAs) sind bisher sehr teuer. Es wird daher versucht, preiswerte Konzentratoren und Nachführsysteme zu entwickeln bei gleichzeitig kostengünstiger Kühlung, um die potentiell hohen Systemwirkungsgrade (bis zu 30%) voll nutzen zu können.

Neuere Zelltypen, wie Farbstoff- und Polymersolarzellen befinden sich generell noch in Labor- oder frühen Pilotphasen, wo sie Wirkungsgrade bis zu 10% erreichen. Ihre Eignung zu kostengünstiger großtechnischer Fertigung und ausreichend langer Lebensdauer unter realen Einsatzbedingungen muss sich erst noch erweisen.

Technologische Langzeitperpektiven: Die thermodynamischen Grenzwerte der Direktwandlung von Sonnenlicht in Strom liegen bei 60% (mit Konzentration noch höher). Angesichts der hier betrachteten Zeitraume von bis zu 50 Jahre sollte berücksichtigt werden, dass für eine weitere Technologieentwicklung in der Fotovoltaik noch genügend Spielräume vorhanden sind. In Analogie zu „alten" Energietechnologien", die stets über Jahrzehnte eine Weiterentwicklung erfahren haben (z.B. Gasturbine) können daher auch von der Fotovoltaik generell noch beträchtliche technologische Fortschritte erwartet werden.

5. Kurz- bis mittelfristige Marktentwicklung

Gesamtmarkt: Die weltweite Produktion an Solargeneratoren (Zellen und Module) ist in den letzten 10 Jahren um mehr als den Faktor 10 auf 753 MW_p (2003) angewachsen. Dem entspricht ein mittleres jährliches Wachstum von 25%. Der stärkste Zuwachs fand in Japan statt, aber auch Europa überflügelte in dieser Zeitspanne die USA deutlich. Die übrigen Regionen hatten an der weltweiten Produktion bisher nur einen Anteil von ca. 10% (Abb. 2).

Der deutsche Anteil an der Gesamtproduktion stieg auf derzeit 15%. In den nächsten 2 bis 3 Jahren wird nahezu eine Verdreifachung der Produktionskapazitäten des Jahres 2003 (1020 MW_p) erwartet.[3] Außer einer zunehmenden Bedeutung von China sind sonst keine wesentlichen regionalen Verlagerungen erkennbar. Die weltweit installierte PV-Leistung lag Ende 2003 kumuliert bei 2 900 MW_p, davon wurden allein im Jahr 2003 etwa 680 MW_p installiert. Seit etwa 5 Jahren dominieren netzgekoppelte Anlagen den Markt. Heute sind in den IEA-Ländern mehr als 90% der neu installierten Leistung an das öffentliche Netz angeschlossen; der weitaus größte Teil (80%) in Japan und Deutschland. In der großen Mehrheit der Länder überwiegen aber nach wie vor netzferne Anlagen.

Zwei aktuelle ökonomisch orientierte Marktanalysen (Bank Sarasin, Nov. 2004 und Credit Lyonnais Securities, Juli 2004) definieren etwa die „Leitplanken" für die mögliche Marktentwicklung der Fotovoltaik in den nächsten Jahren. Vergleicht man sie mit den hier definierten Szenarien (Tabelle 6), so zeichnet sich folgendes Bild ab:

[3] Die jüngste Marktentwicklung bestätigt diese Prognose eindrucksvoll. Im Jahr 2004 lag die weltweite Jahresproduktion mit 1250 MWp/a um 67% über dem Vorjahresniveau.

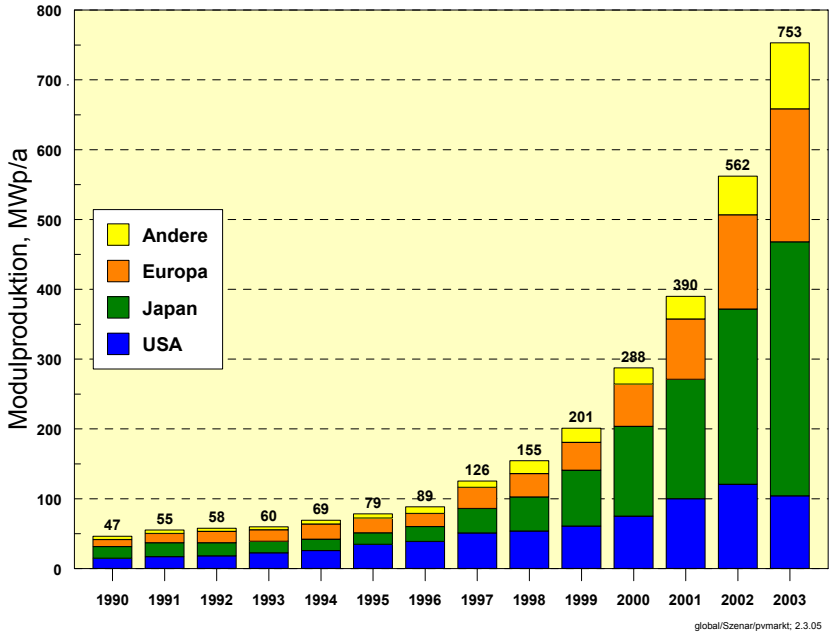


Abb. 2: Entwicklung der PV-Jahresproduktion (Zellen und Module) 1990 – 2003 nach Regionen

Nach der zurückhaltenden Prognose von Sarasin bewegt sich die Entwicklung des PV-Markts noch unterhalb des Szenarios PESSM. Die Fotovoltaik würde deutlich das Ziel eines 1%igen Beitrags zur globalen Stromversorgung in 2020 verfehlen und damit vermutlich keine bedeutende Rolle in der Stromversorgung dieses Jahrhunderts spielen können. Eine Marktentwicklung entsprechend CLSA bis 2010 entspricht dagegen dem Szenario SEE und stabilisiert den gegenwärtigen Wachstumstrend von knapp **30%/a bis mindestens 2010**. Die in der Sarasin-Studie bis 2010 betonten PV-spezifischen Risiken (Rohsilizium-Engpässe; schwacher USA-Markt; Übergangsphase in Japan; zu langsame Einführung von Dünnschichtzellen) sollten daher unbedingt vermieden bzw. beseitig werden, wenn die Chancen für eine maßgebliche Rolle der PV in der zukünftigen Energieversorgung gewahrt werden sollen. Auch die Phase zwischen 2010 und 2020 ist von entscheidender Bedeutung. Auch hier muss – trotz wachsender Konkurrenz anderer EE- Technologien – eine hohe Wachstumsdynamik von durchschnittlich mindestens 15%/a erhalten bleiben. Dies dürfte der PV nicht aus „eigener Kraft“ gelingen, sondern wird nur erreichbar sein, wenn generell der Entwicklung erneuerbarer Energien – entsprechend den Szenarien SEE und MAX - in der gesamten globalen Energieentwicklung Priorität eingeräumt wird und damit für die meisten EE-Technologien große Wachstumsmärkte möglich sind.

Tabelle 6: Prognosen der weltweiten PV-Produktion nach Sarasin 2004 und CLSA 2004 im Vergleich mit den Zubauszenarien PESSM, MIN und SEE bis 2020.

	Modulproduktion, MWp		Mittlere Wachstumsraten, %/a	
	2010	2020	2004-2010	2011-2020
Sarasin 2004	2 200	5 800	15,0	9,7
CLSA 2004	5 300		28,0	
Szenario PESSM	2 735	6 400	18,5	8,5
Szenario MIN	4 470	14 250	25,5	11,6
Szenario SEE	**5 400**	**29 575**	**28,2**	**17,0**

Dünnschichtzellen (a-Si, CIS, CdTe) haben bisher die in sie gesetzten Hoffnungen auf wachsende Marktanteile noch nicht erfüllt. Ihr vor 15 Jahren noch relativ hoher Anteil (bei allerdings sehr kleinem Gesamtmarktvolumen) sank wegen des starken Wachstums kristalliner Si-Zellen bis 2003 auf 6,4% (ca. 50 MW_p/a); die mittlere Wachstumsrate zwischen 1999 und 2003 lag bei 15%/a, gegenüber 30% des gesamten PV-Marktes. Den überwiegenden Teil dieses Marktsegments davon decken a-Si-Zellen, die Wachstumsdynamik der letzten

drei Jahre stammt allerdings von CdTe- und CIS-Zellen. Der Anteil der Dünnschichttechnologien hat sich aber im Jahr 2004 – wegen des sehr starken Anwachsens der a-Si Produktion auf gut 50 MW_p/a - nur noch leicht auf 6% verringert, die durchschnittliche Wachstumsrate hat sich im Zeitraum 1999 – 2004 dadurch auf 20%/a gesteigert. Neuere Ankündigungen zu geplanten Produktionsanlagen für Dünnschichtzellen gehen von einem sehr starken Wachstum der Produktionskapazität bis 2008 aus.

Definiert man das Szenario SEE mit einem weiteren 30%-igen Wachstum des PV-Gesamtmarkts als Leitkonzept für die zukünftige Entwicklung, so lassen sich die Anforderungen an das erforderliche Wachstum der Dünnschichttechnologien in den nächsten 20 Jahren ableiten. Bei Fortführung eines nur 20%-iges jährliches Wachstum (mit Steigerung auf 25% in Zeitabschnitt 2010-2020) würden diese Technologien gegenüber den kristallinen Zellen keine energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen können. Ihr Marktanteil läge dann im Jahr 2020 bei lediglich 8%, (Abb. 3, untere gestrichelte Kurve). Eine Steigerung auf ein mittleres Wachstum von 25/30%/a (Zeitabschnitte 2004-2010 und 2010 – 2020) bringt erst nach 2010 eine deutliche Verbesserung. Günstiger ist selbstverständlich ein deutlicher Anstieg des mittleren Marktwachstums auf mindestens 30%/a bereits in unmittelbarer Zukunft. Kann dieses über längere Zeit stabilisiert werden, so sind bereits kurzfristige Anteilssteigerungen möglich und Marktanteile in 2020 um 25%. Im Rahmen des Szenarios SEE müsste dazu die Gesamtproduktion an Dünnschichtzellen im Jahr 2010 zwischen 400 und 550 MW_p/a liegen.

Überträgt man die Wachstumsschübe des Jahres 2004 im a-Si-Segment und unterstellt das zeitgerechte Eintreffen der jüngsten Zubauankündigungen, so sind kurzzeitige Marktzuwächse (Mittelwert bis 2010) bis zu 45%/a vorstellbar (Abb. 3, obere gestrichelte Kurve). Dies würde zu einer generellen Umkehr der Marktentwicklung und zu rasch wachsenden Anteilen (20% bereits im Jahr 2010) führen. Ersichtlich ist, dass es – unter der Voraussetzung eines weiterhin sehr deutlichen Wachstums des „kristallinen“ Marktes entsprechend dem Szenario SEE (wofür u. a. der aktuelle Wachstumsschub des Jahres 2004 spricht) – auf jeden Fall rasch sehr großer Anstrengungen bedarf, um das „Marktfenster“ für Dünnschichttechnologien bis zum Jahr 2010 offen zu halten und sie in eine aussichtsreiche Marktposition für die nächste Dekade zu bringen.

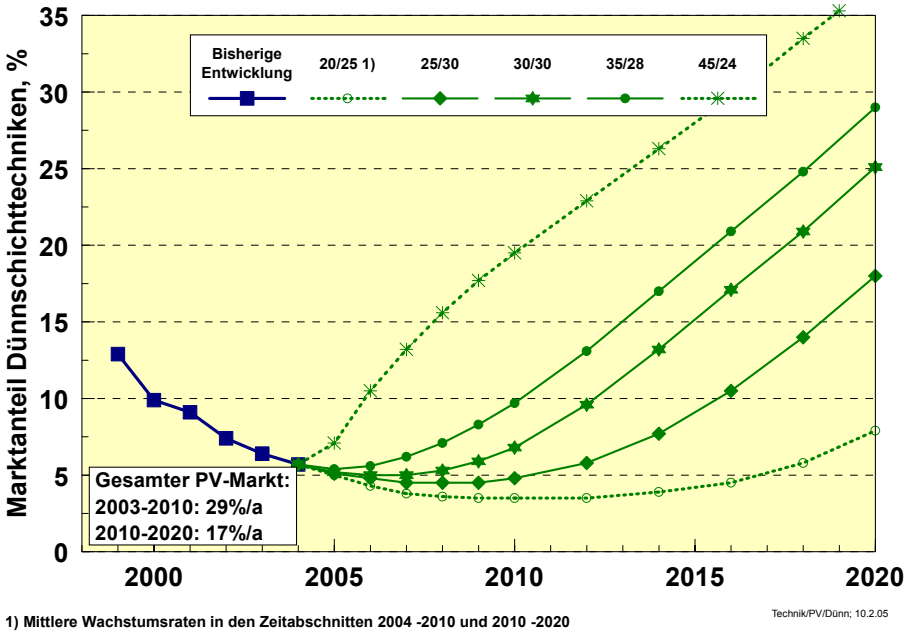


Abb. 3: Entwicklung der Marktanteile von PV-Dünnschichttechnologien seit 1999 und im Szenario SEE als Funktion unterschiedlicher Wachstumsraten in den Zeitabschnitten 2003-2010 und 2010-2020.

6. Zukünftige Kostenentwicklung auf der Basis von Lernkurven

Lernkurven fassen die Wirkungen verschiedener Lernprozesse zusammen. Meist werden vier verschiedene Arten des Lernens unterschieden: „Learning-by-searching"; "Learning-by-doing"; "Learning-by-using" und "Learning-by-interacting". Eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Lerneffekten ist in den Lernkurvenmodellen bis heute nicht möglich. Ansätze einer „2-Faktoren-Lernkurve", in denen Lerneffekte teilweise getrennt abgebildet werden können, werden diskutiert. Mittels bottom-up basierten Kostenschätzungen können Aussagen aus Lernkurven auf Plausibilität geprüft werden. Neben dem empirisch abgeleiteten Lernfaktor sind die erwarteten Marktvolumina eine wesentliche Eingangsgröße, die den zukünftigen Kostenverlauf entscheidend mitbestimmt. Mit Hilfe von Lernkurven können auch die **„Lernkosten",** d.h. die kumulierten Differenzkosten gegenüber einer konkurrierenden Energieerzeugung bis zum Erreichen des Break-even Punktes, abgeschätzt werden.

Lernkurven werden seit langem zur Darstellung von Kostenprojektionen von (Energie-) Technologien im Bereich der Szenarienanalyse genutzt. Ergebnisse der europäischen PHOTEX-Studie zeigen, dass in den letzten 15 Jahren der Lernfaktor für PV-Module bei 0,75 lag, die Kosten also bei einer Verdopplung der produzierten Kapazität um 25% gesenkt werden konnten. Die Kosten für Wechselrichter gingen weniger stark zurück (Lernfaktor 0,9), allerdings konnte der Wirkungsgrad und die Lebensdauer gesteigert werden. Bei anderen Balance-of-System Komponenten wie Trägerkonstruktion oder Verkabelung wurde dagegen ein schnelleres Lernen mit einem Lernfaktor unter 0,8 beobachtet, so dass insgesamt der Lernfaktor für das BOS bei etwa 0,8 liegt.

Die zukünftige Entwicklung des Lernfaktors ist mit großenUnsicherheiten behaftet, so dass drei unterschiedliche Sätze von Lernfaktoren benutzt wurden. Der optimistische **Fall I** geht davon aus, dass der in PHOTEX ermittelte „historische" Lernfaktor von etwa 0,80 für PV-Systeme über 50 Jahre konstant bleiben wird. Da dies nicht den Erfahrungen mit anderen Technologien entspricht, werden in einem mittleren **Fall II** die Lernerfolge als kontinuierlich geringer werdend angenommen (Lernfaktor verändert sich ab 2020 bis 2050 auf 0,95). Im pessimistischen **Fall III** wird schon zwischen heute und 2020 von einem Lernfaktor von 0,84 ausgegangen, der sich bis 2050 auf den Wert einer ausgereiften Technologie von 0,96 zu bewegt. In Kombination mit den PV-Ausbauszenarien kann abgeschätzt werden, wann das Kostenziel von 1 €/Wp Systemkosten erreicht werden kann. Ausgangspunkt der Berechnungen sind mittlere Systemkosten von 5 260 €/kW_p im Jahr 2004. Der früheste Zeitpunkt tritt ein, wenn hohe Wachstumsraten **(MAX)** mit optimistischen Lernfaktoren **(Fall I**) kombiniert werden können. Damit wird der **Zielwert von 1 €/W_p** bereits im Jahr **2025** erreicht (Abb. 4).

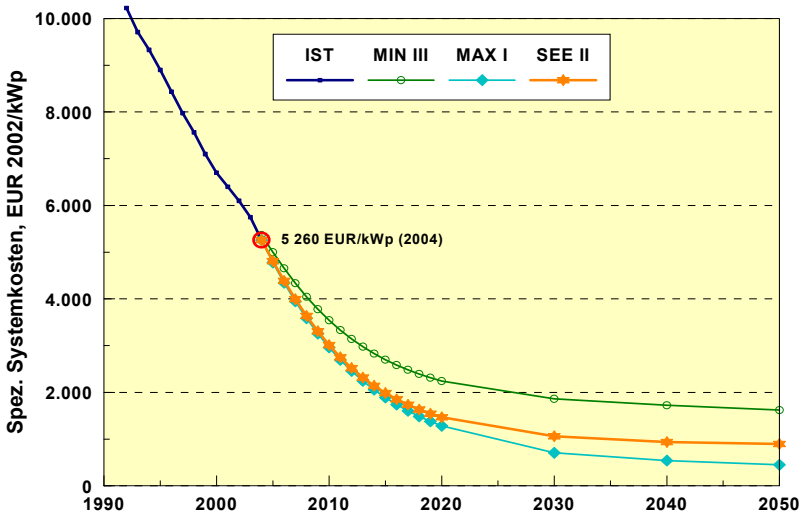


Abb. 4: Entwicklung mittlerer PV-Systemkosten (EUR_{2002}/kW_p) in Abhängigkeit der Kombination von Marktwachstum (Szenarien MIN, SEE, MAX) und Lernfaktoren (Fälle I, II, III).

In der ungünstigen Kombination MIN III wird er überhaupt nicht erreicht, die spezifischen Kosten stagnieren langfristig bei 1,5 €/W_p. In der „mittleren" Kombination **SEE II** schneidet die Kurve im Jahr **2032** die 1 €/W_p-Grenze und erreicht langfristig einen Wert von 0,85-0,90 €/W_p.

Die entsprechenden mittleren **Stromgestehungskosten** (Einstrahlung auf Modulebene 1 770 kWh/m²a; Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20a) erreichen in der mittleren Kombination **SEE II in 2010 Werte um 22 ct/kWh und in 2020 um 10 ct/kWh**. Danach verläuft die Kostenkurve wesentlicher flacher, um 2050 werden Kosten von **6,3 ct/kWh** erreicht. Die Bandbreite der Kombinationen (ohne die Szenarien PESSM und EXTREM) liegt 2050 zwischen 5 und 10 ct/kWh.

7. Lernkosten des PV-Ausbaus und Break-even Zeitpunkte

Differenz- und Lernkosten sind wichtige Kenngrößen um die notwendigen Vorleistungen und die resultierenden volkswirtschaftlichen Wirkungen einer Technologieentwicklung beurteilen zu können. In Tabelle 7 sind diese Eckdaten für den zukünftigen Ausbau der Fotovoltaik auf der Basis der hier berücksichtigten Parameterkombinationen zusammengestellt. Soll der Break-even Zeitpunkt vor 2050 eintreten und sich bis zu diesem Zeitpunkt eine volkswirtschaftliche Rendite der aufgewandten Lernkosten einstellen (**negative kumulierte Differenzkosten bis 2050)**, so kommen nur die Szenarien SEE und MAX in Kombination mit den Lernkurvenfällen I und II in Frage (Abb. 5, linkes mittleres Rechteck). Bei „mäßigem" Klimaschutz sind dafür Lernkosten zwischen 312 und 434 Mrd. € aufzuwenden, bei Break-even Zeitpunkten zwischen 2028 (MAX I) und 2036 (SEE II). Bei **„starkem" Klimaschutz** reduzieren sich die **Lernkosten auf 278 – 360 Mrd. €,** der **Break-even Zeitpunkt** liegt nur unwesentlich früher zwischen **2027 und 2033**. Bis 2020 sind Lernkosten von 150 Mrd. €

Tabelle 7: Kumulierte Differenz- bzw. Lernkosten (in Mrd. €) und Break-even Zeitpunkt verschiedener Kombinationen von PV - Ausbaustrategien

Szenario	PV-Anteil in 2020 an globaler Stromerzeugung	Break-even Zeitpunkt	Lernkosten bis Break-even [a)]	kumulierte Differenzkosten bis 2050	kumulierte Differenzkosten bis 2020
A) Energiepreisvariante „Mäßiger Klimaschutz" (15 €/t CO_2 ab 2010)					
MIN I		2042	422	365	133
MIN II	0,7 %	> 2050		520	133
MIN III		> 2050		1.143	164
SEE I		2034	382	- 574	155
SEE II	**1,1 %**	**2036**	**434**	**- 17**	**155**
SEE III		> 2050		1.745	201
MAX I		2028	312	- 3.462	168
MAX II	1,7 %	2030	343	- 2.199	168
MAX III		2046	1.683	1.623	230
B) wirksamer Klimaschutz" (15 €/t CO_2 in 2010, Steigerung bis 2050 auf 50 €/t CO_2)					
MIN I		2038	358	203	132
MIN II	0,7 %	2042	401	358	132
MIN III		> 2050		982	163
SEE I		2032	331	- 1.098	153
SEE II	**1,1 %**	**2033**	**360**	**- 540**	**153**
SEE III		2049	1.221	1.220	199
MAX I		2027	278	- 4.709	166
MAX II	1,7 %	2028	297	- 3.447	166
MAX III		2039	1.113	376	228

a) kumulierte Differenzkosten bis zum Erreichen des Break-even Punktes

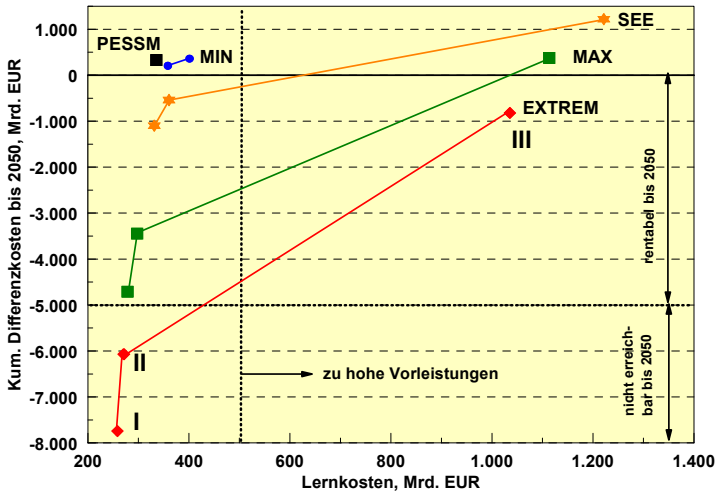


Abb. 5: Kumulierte Differenzkosten (2000-2050) verschiedener PV-Ausbaustrategien in Verknüpfung mit den notwendigen Lernkosten bis zum Break-even Zeitpunkt (Preisvariante „wirksamer" Klimaschutz) für die Lernkurvenfälle I (jeweils linke Datenpunkte) bis III (jeweils rechte Datenpunkte)

aufzubringen.[4] Alle anderen Kombinationen verfehlen die aus energiewirtschaftlicher Sicht mindestens erforderlichen Kriterien. Entweder sind die Lernkosten zu hoch (> 500 Mrd. €) oder es tritt bis 2050 keine volkswirtschaftliche Rendite ein oder die unterstellten Marktwachstumsraten sind völlig unwahrscheinlich (EXTREM).

Lernkosten können auch für die Markteinführung von Dünnschichtzellen abgeschätzt werden, wenn man davon ausgeht, dass langfristig Dünnschichtzellen aufgrund der Möglichkeit zur großflächigen Bearbeitung geringere Kosten als konventionelle Si-Zellen erreichen können. Die Lernkosten, welche aufgebracht werden müssen, um Dünnschichtzellen im Vergleich zu konventioneller, sich ebenfalls weiter entwickelnder PV konkurrenzfähig zu machen, können in der Größenordnung von 100 Mio. € liegen.

Die hier dargestellten Ergebnisse legen nahe, dass es ein vorrangiges Ziel der weiteren PV-Entwicklung und der Förderpolitik sein muss, die in den letzten 15 bis 20 Jahren beobachtete hohe Lernrate (Lernfaktor von etwa 0,8) und die dadurch möglichen Kostenreduktionen in den nächsten 20 Jahren auf dem gleichen Niveau zu halten. Gleichzeitig sind in diesem Zeitraum globale Marktwachstumsraten um 30%/a bis 2010 und von rund 20%/a bis 2020 anzustreben. Nur dann besteht die Aussicht, dass die Fotovoltaik eine der relevanten Energieversorgungsoptionen dieses Jahrhunderts werden kann. Dazu ist u. a. eine rasche ausdehnung der derzeitigen partiellen Wachstumsmärkte (vorwiegend Deutschland und Japan) auf eine globale Basis erforderlich.

8. Volkswirtschaftliche Wirkungen

In den repräsentativen Szenarien SEE und MAX (Lernfaktoren II) werden bis 2020 kumulierte Investitionen von 405 bis 540 Mrd. € mobilisiert, die **Jahresumsätze** des globalen Fotovoltaikmarktes belaufen sich **in 2020 auf 43 bis 77 Mrd. €/a**, also das Zehn- bis Fünfzehnfache des derzeitigen Wertes. Bis zum Break-even Zeitpunkt betragen die kumulierten Investitionen zwischen 1250 und 1625 Mrd. €. Die Jahresumsätze der Fotovoltaikindustrie liegen dann zwischen 65 Mrd. €/a (SEE) und 135 Mrd. €/a (MAX). Nach dem Durchschreiten des Break-even-Punkts wachsen die Investitionen weiter und stabilisieren sich auf hohem Niveau um **130 – 250 Mrd. €/a.** Das mit der Ausbaugeschwindigkeit stark steigende Verhältnis von

[4] Es sein daran erinnert, dass alle Werte „globale" Mittelwert darstellen. Bezogen auf einzelne Regionen ist die Spreizung der Werte deutlich größer. So kann in einstrahlungsreichen Gebieten der Break-even –Zeitpunkt bereits vor oder um 2020 liegen, während er in einstrahlungsärmeren Regionen (z.B. Deutschland) erst nach 2040 eintritt. Entsprechendes gilt für die regionalen Lernkosten.

Investitionen zu Lernkosten weist darauf hin, dass eine forcierte Ausbaustrategie (entsprechend etwa dem Szenario SEE oder MAX) rascher und wirksamer zu deutlichen volkswirtschaftlichen Gewinnen führt als ein eher zögerlicher Ausbau entsprechend dem Szenario MIN oder gar Szenario PESSM.

Werden die jährlichen Differenzkosten des PV-Ausbaus auf die jährliche weltweite Stromerzeugung bezogen, so liegen bei ungünstiger Entwicklung der Lernfaktoren (Fall III) die durch den PV-Ausbau verursachten Zusatzkosten maximal bei 0,2 ct/kWh. Bei der in den Fällen I und II unterstellten günstigeren Entwicklung der Lernkurven liegt das Maximum der Zusatzkosten deutlich unter **0,1 ct/kWh**. Dies zeigt, dass die beschriebenen PV-Ausbaustrategien prinzipiell mit einem sehr moderaten Zuschlag auf die globalen Stromerzeugungskosten realisiert werden können. Angesichts des großen Nutzens einer derartigen PV-Ausbaustrategie hinsichtlich Klimaschutz und Ressourcenschonung sind dies sehr effektive und klug angelegte Vorleistungen.

Die jahresdurchschnittlichen Lernkosten für einen „überkritischen" globalen Fotovoltaikausbau (Szenarien SEE bis MAX) belaufen sich auf etwa **11 Mrd. €/a** und müssen für ca. **30 Jahre** aufgebracht werden. Gemessen am globalen Bruttosozialprodukt des Jahres 2000 (rund 37 100 Mrd. US-$) sind dies unscheinbare **0,03%.** Bezogen auf die durchschnittlichen Jahresinvestitionen der globalen Energieversorgung (413 Mrd. US $ in 2000) steigt der Wert auf **2,7 %.** Diese Werte sprengen keineswegs den Rahmen einer möglichen Vorleistung leistungsfähiger Volkswirtschaften in eine zukunftsfähige Energieversorgung. Orientiert man sich an den in der neuen EPIA-Studie (Okt. 2004) angestellten Überlegungen zur volkswirtschaftlichen Wirkung eines PV-Ausbaus, so induziert ein Ausbau gemäß Szenario SEE im Jahr 2020 weltweit rund 2,2 Mio. neue Arbeitsplätze, davon knapp 0,4 Mio. in der Produktion.

9 Rahmenbedingungen zur Stabilisierung des Wachstums

Notwendige Entwicklung einer ausreichenden Anzahl regionaler Märkte

Die Vorleistungen eines stabilen PV-Ausbaus müssen über einen relativ langen Zeitraum aufgebracht werden. Private Investoren benötigen klare und längerfristige Rahmenbedingungen, die sicherstellen, dass die gegenüber der herkömmlichen Energieversorgung anfallenden Differenzkosten mittels entsprechender Instrumente letztlich von den Stromverbrauchern aufgebracht werden. Deutliche Zuwächse hat die Fotovoltaik deshalb bisher nur in Ländern zu verzeichnen, wo die entsprechenden Förderinstrumente wirksam genug sind. Das überzeugendste Beispiel dafür ist das deutsche EEG. Deutschland ist damit, neben Japan, in den letzten Jahren zu einem wichtigen Motor des globalen Wachstums der Fotovoltaik geworden.

Offensichtlich ist aber auch, dass diese Länder nur eine begrenzte Zeit diese Lokomotivfunktion wahrnehmen können. Die relativen Anteile dieser beiden Länder an der gesamten installierten Leistung werden längerfristig zurückgehen. Deutschlands Anteil dürfte bis 2020 – trotz kräftigen weiteren absoluten Wachstums der jährlich installierten Leistung von dann 1 600 MW_p/a im Szenario SEE – von derzeit 21% auf noch 5%; der Anteil Japans von derzeit 33% auf 12% sinken (Abb.6). Um das anzustrebende stabile globale Marktwachstum von knapp 30%/a durchhalten zu können, muss also die derzeit in Deutschland und Japan herrschende Wachstumsdynamik auch auf eine ausreichende Zahl andere Länder übergreifen, insbesondere auf solche, die regional wegen günstigerer Einstrahlungsbedingungen frühere Break-even Zeitpunkte und damit relativ geringere Lernkosten aufweisen. Der in dieser Hinsicht wichtigste Markt – die USA – zeigt seit längerer Zeit ein nur noch geringes Wachstum, die dort derzeit wirksamen Anreize reichen nicht aus, eine ähnliche Wachstumsdynamik wie in Deutschland oder Japan hervorzurufen. Wirksamere Lösungen sind aber in den USA kurzfristig nicht in Sicht.

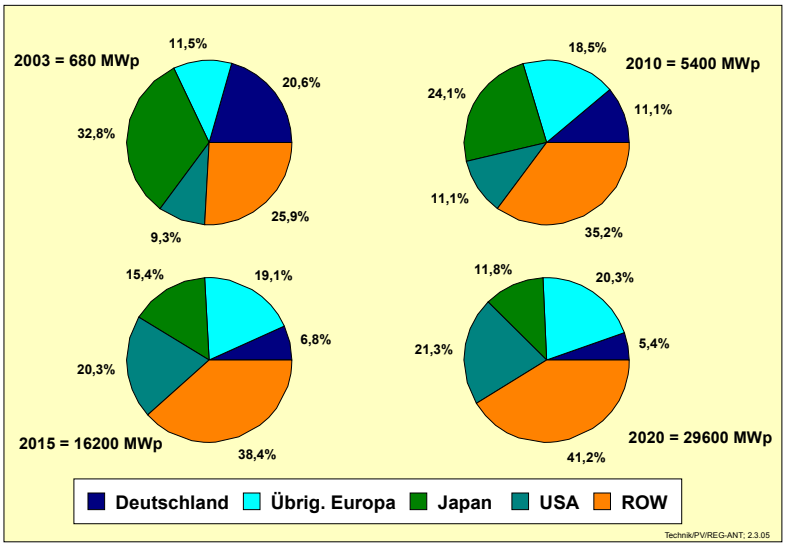


Abb. 6: Veränderung der Anteile an der jährlich installierten Leistung von PV-Anlagen in einzelnen Ländern und Ländergruppen zwischen dem Jahr 2003 und den Jahren 2010, 2015 und 2020 nach Szenario SEE (ROW = „Rest der Welt“)

Dynamische Märkte müssen daher relativ kurzfristig vor allem in den übrigen OECD-Staaten und in den Nicht-OECD-Staaten entstehen. Im Szenario SEE weitet sich der Anteil Europas (ohne Deutschland) deshalb auch von derzeit 11% auf über 20% im Jahr 2020 aus. Das für die EU geltende Ziel, bis 2010 eine kumulierte Leistung von 3 GW_p zu erreichen, sollte demnach deutlich überschritten werden. Besonders stark müssen aber die noch kleinen Märkte im „Rest der Welt“ (Abb.6) wachsen. Allein für China wird von einer jährlich installierten Leistung von rund 7 500 MW_p/a im Jahr 2020 ausgegangen (kumulierte Leistung Ende 2002 = 42,5 MW_p). Die Absicht Chinas, in nächster Zeit ein dem EEG vergleichbares Instrument einzuführen, würde den Einstieg in eine derartige Marktentwicklung stark begünstigen.

Der Marktanteil aller restlichen Länder wächst von derzeit rund 26% auf über 40% im Jahr 2050. Um derartige Wachstumsgeschwindigkeiten zu erreichen, müssen sehr rasch ähnlich wirksame Anreizinstrumente wie das EEG, insbesondere in den übrigen EU-Ländern geschaffen werden. Eine direkte staatliche Bezuschussung einer substantiellen Markteinführung der PV dürfte sich wegen der dazu erforderlichen Höhe schwer durchsetzen lassen, eine Übertragung des relativ vielfältigen japanischen Fördersystems auf andere Länder stößt ebenfalls rasch an Grenzen. Eine hilfreiches Instrument, speziell in einstrahlungsreichen Ländern, kann – zumindest im privaten Bereich – die Verrechnung mit dem Arbeitspreis sein durch Rückwärtslaufen der Stromzähler.

Letztlich müssen alle politischen Anstrengungen zur Unterstützung der Markteinführung der Fotovoltaik (und anderer EE-Technologien) von der Überzeugung getragen sein, dass die daraus resultierenden Instrumente Teil einer rationalen Vorsorgepolitik sind, indem sie einen Anteil der externen Kosten der derzeitigen Energiewirtschaft für die Marktakteure sichtbar werden lassen; die zeitweise entstehenden Mehrkosten also keine selektive Subvention einer bestimmten Technologielinie darstellten.

Bedeutung neuer Nischenmärkte

Allen Dünnschichttechnologien gemeinsam ist die Möglichkeit, flexible Zellen und Module bereitstellen zu können. Damit können sich speziell diese Technologien neue Märkte erschließen. Vorteile haben hier Zelltypen, deren fotoaktiven Schichten bei geringen Temperaturen abgeschieden werden können. Hierdurch wird u. a. die Beschichtung von Zeltbahnen

oder Bekleidung möglich, woraus sich ein ökonomisch durchaus attraktiver Markt entwickeln kann, der aber energiewirtschaftlich von sehr geringer Bedeutung ist.

Energiewirtschaftlich relevant wäre der Übergang zu einer Bautradition, bei der die Dächer mit PV-Modulen wetterfest eingedeckt werden, z.B. durch den Einsatz abrollbarer PV-Module. Der Zeitbedarf für die Montagearbeit könnte dadurch erheblich verkürzt werden. Probleme, die sich aus der Undurchlässigkeit von Wasserdampf (Taupunktsunterschreitung innerhalb der Gebäudehülle) ergeben, müssen dabei berücksichtigt werden. Große Bedeutung können auch die ästhetischen Wünsche von Bauherren und Architekten haben. Von Interesse sind dabei semitransparente und farbige Module. Hier können sich Nischenmärkte für geeignete PV-Module ergeben, welche den Mehrpreis einer (anfänglichen) kleinen Produktion in einer Pilotfabrik wenigstens zum Teil auffangen können. Ein kleiner aber feiner Nischenmarkt ist auch weiterhin die Raumfahrt. Hier kommt es bei der Stromversorgung weitaus mehr auf Zuverlässigkeit und Gewichtseinsparung als auf die Kosten an. Weitere Eigenschaften spezieller Modultypen, welche Vorteile beim Einsatz in Nischenmärkten bringen könnten, sind: Hoher Wirkungsgrad im Schwachlastbereich, relative Unempfindlichkeit gegenüber Teilabschattung und geringer Leistungsverlust in heißen Ländern. Diese Eigenschaften können allerdings nur einen unwesentlich höheren Modulpreis rechtfertigen.

Insgesamt ist nicht damit zu rechnen, dass derartige Nischenmärkte einen entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung eines energiewirtschaftlich relevanten PV-Marktes haben werden. Sie können aber einen raschen Markteinstieg von Dünnschichttechnologien und eine Stabilisierung noch kleiner Märkte begünstigen.

Bedeutung verschiedener Technologielinien

Die große Anzahl der sich in unterschiedlichem Reifezustand befindlichen Technologielinien und Herstellungsverfahren von Solarzellen und -Modulen kann als wesentlicher Garant für noch große Entwicklungspotenziale angesehen werden. Die Erfahrung zeigt, dass selbst nach jahrzehntelanger Nutzung immer noch Fortschritte bei scheinbar „ausgereiften“ Technologien erzielbar sind. Erst recht können bei „jungen“ Technologien wie der Fotovoltaik aus heutiger Sicht keine Rangfolgen für die zukünftige Bedeutung einzelner Technologielinien oder gar Ausschlusskriterien – auch nicht mittels einer umfassenden Technologiebewertung - ermittelt werden. Darüber hinaus zeigt sich bei Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien oft eine generelle Unterschätzung technologischer Entwicklungspotenziale, die bis in die jüngste Vergangenheit von einer eher skeptischen Haltung vieler Fachleute aus der etablierten Energiewirtschaft und –politik gegenüber diesen Energiequellen herrührte. Es wäre deshalb unklug und kurzsichtig, heute eine bestimmte PV-Technologielinie von ihrer weiteren Erforschung bzw. Weiterentwicklung auszuschließen.

Der Ausgangszustand einer vielfältigen Forschungs- und Technologielandschaft („viele Pfeile im Köcher zu haben“) erlaubt prinzipiell eine abgestufte und lang durchhaltbare Strategie der stetigen Produktverbesserung und Kostensenkung. Die Anforderungen an die Energietechnologie „Fotovoltaik“ hinsichtlich der großen noch über längere Zeiträume erforderlichen Marktwachstumsraten und gleich bleibend hohen Lernfaktoren sind hoch; es war hauptsächlicher Zweck dieser Untersuchung sie zu nennen und teilweise zu quantifizieren. Sie können erfüllt werden, wenn

- bewährte Technologielinien diese Aufgabe kurz- und mittelfristig in ausreichendem Maße erfüllen können;
- genügend neue, bereits hinreichend einsatzreife Technologielinien zur Verfügung stehen, um „rechtzeitig“ weitere Schubkräfte hinsichtlich Technologieverbesserung und Kostenreduktion entstehen zu lassen;
- darüber hinaus noch eine größere Anzahl technologischer Optionen vorhanden sind, die zwar noch ungewisse aber doch hinreichend große F&E – Potenziale besitzen, um längerfristig ebenfalls größere Marksegmente bedienen zu können;

- berücksichtigt wird, dass die Distanz der heutigen PV-Technologien zu den aus physikalischer Sicht erreichbaren maximalen Wirkungsgraden noch sehr groß ist und somit generell noch ein großes Verbesserungspotenzial vorhanden ist.

Es wird bei der Fotovoltaik insbesondere darauf ankommen, dieses Ineinandergreifen der verschiedenen Technologieoptionen möglichst reibungslos und zeitlich gut abgestimmt zu organisieren. Das noch nicht zufriedenstellend erfolgte Einphasen der Dünnschichttechnologien zeigt, dass dies bei dynamisch wachsenden Märkten, schnell zu treffenden, teilweise riskanten Investitionsentscheidungen und einer heterogenen Förderlandschaft eine sehr schwierige Angelegenheit sein kann, die u.a. auch durch ausgewogene institutionelle Maßnahmen abzusichern ist.